

Таблица 1

Зависимость постоянной Верде от длины волны падающего света.

$\lambda, \text{нм}$ $V, \text{рад}/\text{Тл} \cdot \text{м}$	630	614	596	520	470
Вода	3,58	3,72	4,02	5,28	6,58
Спирт этиловый	2,87	3,05	3,29	4,42	5,67
Ацетон	3,09	3,2	3,48	4,81	6,03

Таким образом, полученные результаты очень хорошо согласуются с литературными данными, но при этом получены с помощью доступной и дешевой аппаратуры. Описанная установка позволяет изучать структурные свойства и их изменения в конденсированных средах путем определения их магнитооптических характеристик по методу, изложенному в работе [1].

ЛИТЕРАТУРА

1. Верховин А.Н. Магнитооптика слабомагнитных молекулярных систем. – СПб. : Изд-во СПбГПУ, 2006. – с. 144-147.
2. Лавриненко В.Ю. Справочник по полупроводниковым приборам. – К. : Техника, 1980. – с. 151-164.

К.А. БАЛАСС, И.И. БАНДУРИН, В.Е. ЕГОРОВ

**ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ КОНЦЕПЦИИ
АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ФИЛИАЛОВ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ.**

Рассматривается концепция построения автоматизированной системы управления филиалов региональной сетевой компании.

В последние десятилетия большое внимание уделяется информатизации управления технологическими процессами. Данная задача является актуальной для сложных распределенных в пространстве технических систем жизнеобеспечения. Особенно это касается электроэнергетики. Как известно задача информатизации управления там решена при помощи различных автоматизированных систем технологического управления.

Положив в основу иерархический закон построения системы, отметим следующие компоненты электроэнергетики, образованные после реорганизации РАО «ЕЭС России»: ЦДУ ЕЭС и ОДУ ФО, РДУ ФСК ЕЭС, ФСК ЕЭС, МРСК, РСК, филиалы РСК. Необходимо заметить, что в оперативном управлении региональные сетевые компании (РСК), а тем более все вышестоящие – от МРСК до ЦДУ, мало коррелированы с задачами филиалов (районов и городов). Поэтому представляется возможным построение автономной автоматизированной системы управления филиалов региональных сетевых компаний районов и городов (АСУ Ф РСК).

Как это принято в энергетике, в свою очередь АСУ Ф РСК состоит из двух подсистем: АСУ ТП – технологическими процессами и АСУ П – производством. Это разделение является решающим фактором при разработке концепции построения АСУ Ф РСК. Особое внимание в данной статье будет уделяться подсистеме АСУ ТП.

Подсистемы АСУ П для Ф РСК разрабатываются в МРСК центр и поэтому здесь не приводятся.

В соответствии с иерархическим принципом построения системы будем рассматривать:

- систему,
- подсистемы,
- функциональные единицы (ФЕ),
- компоненты ФЕ,
- блоки компонентов ФЕ,
- элементы блоков.

На рис. 1 представлена функциональная схема системы.

Наиболее развитой ФЕ в АСУ ТП является АСУ ТП – АСДУ (автоматизированная система диспетчерского управления). Она включает в себя практически все блоки для построения любой ФЕ (производственно технической службы (ПТС), релейной службы (РС) и кабельной службы (КС), воздушных линий (ВЛ), трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных пунктов (РП)).

АСУ ТП – АСДУ включает себя компоненты:

- устройство связи с объектом (УСО): объект – электрические аппараты распределительного пункта (РП), ЭВМ – промышленный контроллер РП (сеть первого уровня (PAN сеть));
- аппаратура телемеханики на РП;
- основные и резервные каналы связи РП и диспетчерского пункта (ДП) с необходимыми интерфейсами (локальная сеть LAN);
- приемное устройство (ПУ) – шлюз;
- вычислительный центр (ВЦ) АСУ ТП – корпоративная сеть MAN;
- автоматизированные рабочие места (АРМы) и оперативно-информационный комплекс (ОИК);
- диспетчерский щит (ДЩ);
- оперативный персонал и администратор корпоративной сети MAN.

В свою очередь указанные блоки ФЕ состоят из элементов блоков. Например, УСО состоит из:

- входных интерфейсов,
- датчиков,
- усилителей, нормирующих преобразователей,
- линий связи,
- гальванических развязок.

Все функциональные единицы и компоненты АСДУ в филиалах РСК развиты в той или иной степени и их уровень зависит от технической политики руководства РСК и ФРСК. Ранее в Минэнерго существовало несколько крупных отечественных предприятий, выпускающих строго лицензионную аппаратуру для АСДУ. Теперь же имеется аппаратура различных отечественных и зарубежных фирм, по приобретению которой принимается волевое решение, «нормируемое» всевозможными тендерами, конкурсами и другими нововведениями. Учитывая, что внедрение АСУ ТП осуществлялось по остаточному принципу: сначала ремонт и модернизация с заменой явно аварийного силового оборудования (что правомерно при его износе $\approx 70\%$), а затем все остальное.

В настоящее время имеется полный набор оборудования от разработки семидесятых годов до современного XXI века. Это аппаратура:

- ТМ320, ТМ520, Аист и т.д.;
- телемеханика ф.ф. «ССТ», «RTSoft», «Систел-А» и т.д.;
- комплексная аппаратура на промышленных контроллерах (ПК), размещаемая в каждой ячейке, отечественных фирм «Механотроника», «PTSoft», «Элтех», «АББ Реле-Чебоксары»;
- комплексная аппаратура на (ПК), размещаемая в каждой ячейке иностранных фирм «Siemens», «Schneider E», «Vertesz E», «Alstom»;
- новые разработки [5].

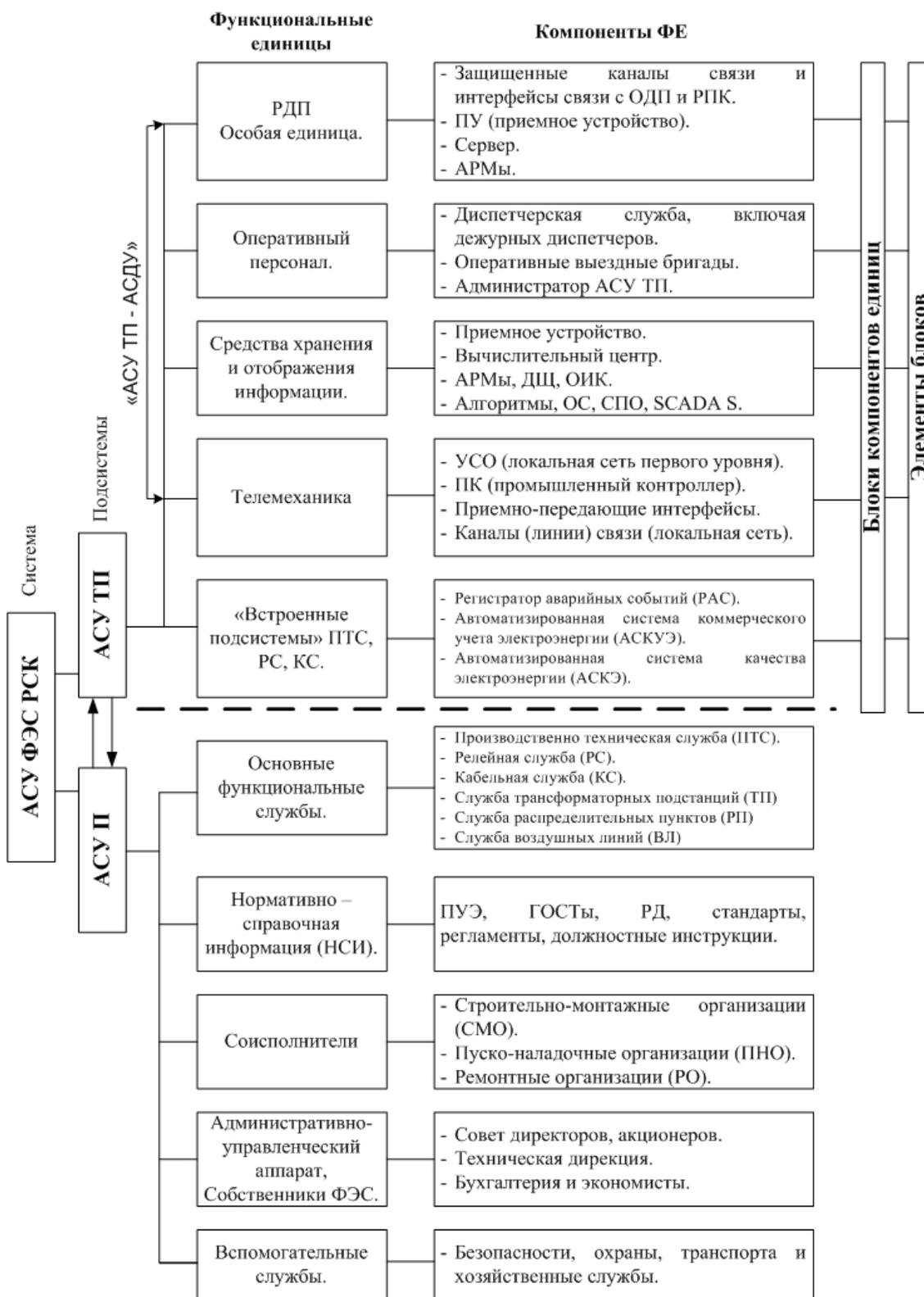


Рис. 1. Функциональная схема АСУ Ф РСК (филиала региональной сетевой компании).

Естественно, что при таком разнообразии трудно соблюсти основные правила и принципы построения системы, которые при отмене ГОСТов оказались размытыми и неопределенными по настоящее время.

В проектах Регламентов мало и неконкретно говорится о таких базовых понятиях и определениях как:

- Является ли электроэнергетика компонентом национальной безопасности?
- Информационная безопасность и способы ее обеспечения.

- Техническая политика при износе оборудования до 70%.
- Влияние человеческого фактора на надежность системы.
- Работа Ф РСК и РСК в форс мажорных ситуациях.
- Объемы горячего и холодного резервирования компонентов системы.
- Тарифная политика и влияние ее на планы модернизации и технического перевооружения электроэнергетики.

Естественно, что все эти базовые понятия должны входить в концепцию АСУ ФСК ЕЭС, МРСК, РСК и ФРСК. Рассматривая концепцию ФСК ЕЭС [1], приходится, с сожалением, констатировать, что также как и в проектах Регламентов отсутствуют ответы на вышеуказанные базовые вопросы.

Необходимо уточнить само понятие концепция АСУ. Это свод основных принципов построения – правил, базирующихся на критических и важных технических требованиях (КТТ и ВТТ), удовлетворяющих прикладным и общим техническим требованиям (ПТТ и ОТТ) существующих систем, при безусловном выполнении целей и задач, стоящих перед АСУ.

Основная цель АСУ Ф РСК – обеспечить надежное электроснабжение района и города при всех возможных и прогнозируемых неблагоприятных ситуациях.

Выполнить эти задачи может только полнофункциональная система, базирующаяся на КТТ, ВТТ, ПТТ и ОТТ, составляющих концепцию. Необходимо сформулировать данные ТТ, но сделать это можно после определения с базовыми понятиями и определениями, указанными выше.

По мнению авторов, электроэнергетика является компонентом национальной безопасности, так как при отказах в ее системах ставится под угрозу жизнь и дееспособность районов, городов, регионов, округов, страны. В связи с этим разрабатываемая концепция системы АСУ Ф РСК, будет ориентирована на создание национальной системы.

В концепции должны быть сформулированы КТТ и ВТТ по индикаторам, характеризующим:

- функциональную полноту и надежность;
- информационная безопасность [2];
- перечень модернизируемых компонентов;
- перечень вновь разрабатываемых компонентов [2];
- объем холодного и горячего резервирования;
- объемы, способы и скорость передачи информации от распределительных пунктов до основных и резервных диспетчерских пунктов (ОДП и РДП) Ф РСК и РСК;
- перечень организационно-технических мероприятий обеспечения надежности «человеческого фактора»;
- перечень с изменениями (в соответствии с концепцией) в нормативно-справочной информации.

Подразделы энергетической безопасности, связанные с исчезновением напряжения в сетях здесь не рассматриваются, так как эти вопросы находятся в оперативном управлении РСК, МРСК и ФСК ЕЭС.

Отдельные вопросы и задачи уже сформулированы в [1, 2, 3] или уже нашли свое техническое воплощение, например, технические условия (ТУ) на операционную систему жесткого реального времени (ОС ЖРВ) – QNX 4.25 [4].

Если в концепции будет принято решение: «О переходе подсистемы АСУ ТП на ОС QNX 4.25» или на другую аналогичную по требованиям безопасности ОС, то перевод АСУ П на эту же ОС в ближайшее время будет просто не возможным из-за невозможности переподготовки всех кадров на новое СПО и SCADA S. Для большинства работников АСУ П пользовательский интерфейс будет недружественным. В этом случае придется иметь корпоративные сети – MAN1 и MAN2 (два сервера с двумя комплектами коммуникационного оборудования, а между серверами необходимо установить шлюз безопасного обмена информацией, например, между ОС QNX 4.25 и ОС Win XX).

При рассмотрении организации работы сети локального уровня по объемам, способам, скорости, надежности передачи информации, а также необходимости проверки достоверности, резервирования и работоспособности каналов связи необходимо законо-

дательно определиться с режимами работы системы. Он будет зависеть от воздействия внутренних и внешних неблагоприятных факторов:

- обычный рабочий режим;
- нештатная ситуация – отказы силового и другого оборудования ЭС без отключения потребителей;
- аварийная ситуация, отключение 1/3 потребителей (на время, нормируемое по категориям потребителей);
- чрезвычайная ситуация, работают только аварийные источники энергии;
- полное погашение системы, включая аварийные источники;
- ситуация – восстановление электроснабжения из различных неработоспособных состояний.

Естественно, что для ликвидации нарушений в электроснабжении в чрезвычайных ситуациях будут задействованы все резервы, технические и людские, и при этом в регламентах должны быть прописаны какими резервами они будут обеспечены, включая помощь структур МЧС и МВД. Может возникнуть необходимость работы от РДП при невозможности управления с ОДП. Последнее здесь подробно не рассматривается, исходя из специфики данного вопроса.

Для обеспечения работы АСУ ТП ФРСК во всех режимах необходимо иметь надежные средства связи.

Все каналы связи локальной сети можно подразделить на:

- основные,
- дублирующие каналы;
- резервные;
- индивидуальные радиостанции персонала.

Сами каналы связи и их характеристики известны, необходимо только определиться с их распределением в различных режимах работы ЭС.

В соответствии с целями и задачами подсистемы АСУ ТП, обеспечения надежной и безопасной доставки пакетов информации, подразделять по объемам и очередности на:

- спорадическую событийную информацию (минимальный объем информации – первоочередная информация);
- текущую, характеризующую нормальный оперативный режим работы (средний объем информации);
- протоколы АСКУЭ (АСТУЭ) (средний объем информации);
- протоколы АСКЭ (большой объем информации);
- протоколы РАС (большой объем информации).

Если объем спорадической информации уже установлен у всех производителей аппаратуры АСДУ, то текущая информация зависит от количества релейных ТС сигналов или вариантов телемеханизации:

- О** – нулевой вариант (РП-К не телемеханизирован);
- А** – подключены только ТС сигналы выключателей;
- Б** – дополнительно к «А» подключены ТС сигналы защитных заземлений фидеров, линий и шин;
- В** – подключены ТС сигналы всех коммутационных электрических аппаратов.

Вариант телемеханизации «Г» предусматривает дополнительно наличие информации с РАС и вариант «Д» – дополнительно с АСКУЭ (АСТУЭ) и АСКЭ.

Возможно и другое распределение по вариантам телемеханизации, но это не принципиально.

Встроенные подсистемы ПТС, РС, КС могут быть реализованы при наличии у ПК распределительного пункта регистратора аварийных событий (РАС). Данный регистратор имеется только у ПК, размещаемых в каждой ячейке. Это достаточно дорогостоящий вариант, около \$ 4000 на ячейку плюс сетевое оборудование и СПО. В новых разработках ППИ «Телемеханика РДС» функции РАС могут быть совмещены с задачами телемеханики и реализованы в одном ПК, выполняющим также функции сетевого интегратора и архиватора. Если ПК выполняет функции РАС, АСКУЭ и АСКЭ, то к УСО предъявляются повышенные требования по классу точности УСО – 0.2S; полосе пропускания аналого-

вых каналов – 2000 Гц и быстродействию релейных каналов – 0,001 с. и меньше, по лицензированию ПК и специального программного обеспечения.

Дискуссионным остается вопрос о необходимости автоматической передачи протоколов РАС на ДП. Так как в городской черте ЭС образованы в основном кабельными линиями, а для кабельных линий не могут быть реализованы функции: автоматического повторного включения (АПВ) и дистанционного послеаварийного включения кабельных линий. А, следовательно, нет необходимости быстрой доставки протоколов аварийных событий (большой объем информации) на ДП.

Если аппаратура на РП-К имеет РАС, то все «встроенные подсистемы АСУ ТП» ПТС РС и КС получают для расследования протоколы до аварийного, аварийного и после аварийного процессов в РП-К.

По протоколам РАС и текущим данным можно сделать выводы о работе «встроенных подсистем».

Для ПТС: о состоянии выключателя и его ресурсе, о потребляемой энергии и ее качестве.

Для РС: о работе защит и их селективности, о работе блоков автоматического включения резерва (АВР) и определения земли на системе шин (ЗСШ).

Для КС: о тепловых режимах кабелей.

Остановимся также на ВТТ к блоку ОИК, с алгоритмом и СПО которого работает АРМАД (автоматизированное рабочее место – активное). В алгоритмах и СПО (АСПО), по требованиям дружелюбности пользовательского интерфейса, должна быть выполнена реструктуризация огромного объема информации – выделены уровни представления информации. От нулевого (оперативное ведение – состояние питательных пунктов РСК) до IV уровня распределительной сети 0,4 кВ. В АСПО ОИК так же должны быть представлены нормальные схемы, оперативные схемы с изменяющимися элементами схемы. Интерактивный просмотр и изменения в схемах должны осуществляться только в нормальных режимах эксплуатации. При нештатных, аварийных ситуациях и других отказах на экранах АРМАД диспетчерам автоматически должна быть выведена оперативная схема, где произошел сбой – отказ в электрических сетях. Информация должна быть квитирована в течение времени установленного регламентом. Возможная «очередь событий-отказов» преодолевается последовательным выводом соответствующих оперативных схем и их квитированием. После квитирования ОИК переходит в нормальный режим.

Подводя итог изложенным предложениям по концепции АСУ Ф РСК, необходимо отметить, что она коренным образом отличается от концепции МРСК СЗФО, которая озвучивается пока только на НТС и от концепции ФСК ЕЭС, опубликованной в [1].

Выводы

1. Необходимо спланировать работу по АСУ электрических сетей, отвечающей современным требованиям. Для чего надо организовать при ФСК ЕЭС и МРСК структуру для разработки единой национальной концепции АСУ (ФСК ЕЭС, МРСК, РСК, ФРСК).

2. К работе следует привлечь наиболее компетентные организации, имеющие высококвалифицированных специалистов:

- технологов и диспетчеров,
- разработчиков нового оборудования;
- проектировщиков;
- программистов;
- производителей оборудования;
- монтажников и наладчиков;
- эксплуатационников.

3. В рамках НИР и ОКР привлечь ведущие научные школы и отраслевые институты (НИИПТ, ВНИИЭ, ОРГРЭС и др.) для разработки технических требований и технических условий концепции, а также показать на макетах и полигонах работоспособность АСУ (выполненных в соответствии с новой разрабатываемой концепцией). Решить вопросы финансирования работ в рамках федеральных целевых программ с софинансированием или других источников.

4. Решить вопросы финансирования работ в рамках федеральных целевых программ с софинансированием или других источников.

ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция ФСК, <http://www.fskees.ru/>
2. Егоров В.Е., Егоров К.В., Бандурин И.И. Перспективы развития автоматизированных систем диспетчерского управления. – Академия энергетики, 2007. – №2. – с. 56-59.
3. Егоров В.Е., Егоров К.В., Бандурин И.И. Отдельные проблемы в энергетике на примере АСУ ТП. – Академия энергетики. – 2008. – №4. – с. 74-76.
4. Зыль С., Махилев В. Защищенная операционная система реального времени. – СТА. 2007. – №3. – с. 82-85.
5. Павлов Н., Зацепин А., Ананских М. Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления городской электросети. – СТА. – 2003. – №1. – с. 38-45.

О.И. ГРИГОРЬЕВ, А.С. КАКУРИН, А.А. ФЁДОРОВ

ЦИФРОВАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ АВТОНОМНОГО ИНВЕРТОРА НАПРЯЖЕНИЯ С ШИРОТНОИМПУЛЬСНОЙ МОДУЛЯЦИЕЙ

Рассматривается цифровая система управления автономным инвертором напряжения модуляционного типа, осуществляющая формирование импульсно-волнового напряжения, аппроксимирующего синусоидальную функцию. Устройство позволяет осуществить независимое управление амплитудой и частотой выходного напряжения инвертора.

Системы управления автономными инверторами напряжения (АИН), реализующие способ формирования импульсно-волновых аппроксимирующих функций, обладающих периодичностью и бисимметрией, могут быть выполнены как системы аналогового или цифрового типа [1]. Аналоговые системы управления, как правило, строятся по вертикальному принципу. В таких системах используется эталонное напряжение, имеющее синусоидальную форму функции построения. Это напряжение сравнивается с опорным пилообразным либо треугольным напряжением повышенной тактовой частоты ($f_{такт} = n f_{вых}$), и в моменты равенства эталонного и опорного напряжений подается сигнал на переключение соответствующих силовых транзисторов. Благодаря этому длительность импульса выходного напряжения данного интервала пропорциональна амплитуде эталонного напряжения на этом интервале.

Системы управления цифрового типа [2] осуществляют формирование сигналов по программе, воспроизводящей функцию построения, хранящуюся в памяти. Цифровое управление позволяет получить высокую точность, стабильность, воспроизводимость аппроксимирующей функции, обеспечивает программное автоматическое изменение режимов работы АИН, решение задач синхронизации.

Структурная схема предлагаемого устройства и временные диаграммы, поясняющие его работу, приведены на рис. 1.

Устройство содержит двоичные счётчики СчДИ1 – СчДИ3, цифровые блоки задания амплитуд прямоугольников, аппроксимирующих синусоиду единичной амплитуды и их дополнений БЗК+БЗКД, тактовый кварцевый генератор ТГ, формирователь кода последовательных состояний ФКПС, оперативное запоминающее устройство ОЗУ, преобразователь длительности импульсов в код ДИ-К, счётчик СчДИ3, сумматор С и распределитель импульсов управления силовыми транзисторами РИ.